

612.43694X00

IN THE UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE

Applicants: LENORMAND et al

Serial No.: 10/809,895

Filed: March 26, 2004

For: Method And Device For Evaluating Physical Parameters Of  
An Underground Reservoir From Rock Cutting Taken Therefrom

ATTN: Application Division

LETTER

Mail Stop: Application  
Commissioner for Patents  
P.O. Box 1450  
Alexandria, VA 22313-1450

June 23, 2004

Sir:

Under the provisions of 35 USC 119 and 37 CFR 1.55, applicants hereby claims  
the right of priority based on:

French Patent Application No. 03/03.742, filed March 26, 2003.

A certified copy of said French patent document is attached hereto.

Respectfully submitted,

ANTONELLI TERRY, STOUT & KRAUS, LLP

  
Alan E. Schiavelli  
Registration No. 32,087

AES/jla  
(703) 312-6600  
Attachments

**THIS PAGE BLANK (USPTO)**

03 0326  
(4)

# BREVET D'INVENTION

## CERTIFICAT D'UTILITÉ - CERTIFICAT D'ADDITION

### COPIE OFFICIELLE

Le Directeur général de l'Institut national de la propriété industrielle certifie que le document ci-annexé est la copie certifiée conforme d'une demande de titre de propriété industrielle déposée à l'Institut.

Fait à Paris, le **26 MARS 2004**

Pour le Directeur général de l'Institut  
national de la propriété industrielle  
Le Chef du Département des brevets

Martine PLANCHE

INSTITUT  
NATIONAL DE  
LA PROPRIÉTÉ  
INDUSTRIELLE

SIEGE  
26 bis, rue de Saint Petersburg  
75800 PARIS cedex 08  
Téléphone : 33 (0)1 53 04 53 04  
Télécopie : 33 (0)1 53 04 45 23  
[www.inpi.fr](http://www.inpi.fr)

**THIS PAGE BLANK (USPTO)**



26 bis, rue de Saint Pétersbourg  
75800 Paris Cedex 08  
Téléphone : 33 (1) 53 04 53 04 Télécopie : 33 (1) 42 94 86 54

# BREVET D'INVENTION CERTIFICAT D'UTILITÉ

Code de la propriété intellectuelle - Livre VI



## REQUÊTE EN DÉLIVRANCE page 1/2



Cet imprimé est à remplir lisiblement à l'encre noire

DB 540 © W / 010801

REMISE DES PIÈCES DATE <b>26 MARS 2003</b> LIEU <b>99</b> N° D'ENREGISTREMENT NATIONAL ATTRIBUÉ PAR L'INPI DATE DE DÉPÔT ATTRIBUÉE PAR L'INPI <b>26 MARS 2003</b>		Réservé à l'INPI <b>0303742</b>		<b>1</b> NOM ET ADRESSE DU DEMANDEUR OU DU MANDATAIRE À QUI LA CORRESPONDANCE DOIT ÊTRE ADRESSÉE INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE 1 et 4 avenue de Bois Préau 92852 RUEIL-MALMAISON CEDEX	
Vos références pour ce dossier (facultatif) JC/CLN					
Confirmation d'un dépôt par télécopie			<input type="checkbox"/> N° attribué par l'INPI à la télécopie		
<b>2</b> NATURE DE LA DEMANDE			Cochez l'une des 4 cases suivantes		
Demande de brevet			<input checked="" type="checkbox"/>		
Demande de certificat d'utilité			<input type="checkbox"/>		
Demande divisionnaire			<input type="checkbox"/>		
Demande de brevet initiale ou demande de certificat d'utilité initiale			N°		Date
			N°		Date
Transformation d'une demande de brevet européen Demande de brevet initiale			<input type="checkbox"/>		Date
			N°		Date
<b>3</b> TITRE DE L'INVENTION (200 caractères ou espaces maximum) METHODE ET DISPOSITIF POUR EVALUER DES PARAMETRES PHYSIQUES D'UN GISEMENT SOUTERRAIN A PARTIR DE DEBRIS DE ROCHE QUI Y SONT PRELEVES					
<b>4</b> DÉCLARATION DE PRIORITÉ OU REQUÊTE DU BÉNÉFICE DE LA DATE DE DÉPÔT D'UNE DEMANDE ANTÉRIEURE FRANÇAISE			Pays ou organisation Date N° Pays ou organisation Date N° Pays ou organisation Date N° <input type="checkbox"/> S'il y a d'autres priorités, cochez la case et utilisez l'imprimé «Suite»		
<b>5</b> DEMANDEUR (Cochez l'une des 2 cases)			<input checked="" type="checkbox"/> Personne morale <input type="checkbox"/> Personne physique		
Nom ou dénomination sociale			INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE		
Prénoms					
Forme juridique			Organisme Professionnel		
N° SIREN					
Code APE-NAF					
Domicile ou siège	Rue	1 et 4 avenue de Bois Préau			
	Code postal et ville	19 12 18 51 21 RUEIL-MALMAISON CEDEX 1			
	Pays	FRANCE			
Nationalité			Française		
N° de téléphone (facultatif)			01 47 52 60 00 N° de télécopie (facultatif) 01 47 52 70 03		
Adresse électronique (facultatif)					
<input type="checkbox"/> S'il y a plus d'un demandeur, cochez la case et utilisez l'imprimé «Suite»					



Remplir impérativement la 2<sup>ème</sup> page



# BREVET D'INVENTION CERTIFICAT D'UTILITÉ

REQUÊTE EN DÉLIVRANCE  
page 2/2

**BR2**

REMISE DES PIÈCES DATE <b>26 MARS 2003</b> <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Réserve à l'INPI</span> LIEU <b>93</b> N° D'ENREGISTREMENT <b>0303742</b> NATIONAL ATTRIBUÉ PAR L'INPI		DB 540 @ W / 010801	
<b>Vos références pour ce dossier :</b> (facultatif)		JC/CLN	
<b>6 MANDATAIRE (s'il y a lieu)</b>			
Nom		ELMALEH	
Prénom		Alfred	
Cabinet ou Société		INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE	
N° de pouvoir permanent et/ou de lien contractuel			
Adresse	Rue	1 et 4 avenue de Bois Préau	
	Code postal et ville	93 12 18 15 12 RUEIL-MALMAISON CEDEX	
	Pays	FRANCE	
N° de téléphone (facultatif)		01 47 52 60 00	
N° de télécopie (facultatif)		01 47 52 70 03	
Adresse électronique (facultatif)			
<b>7 INVENTEUR (S)</b>			
Les demandeurs et les inventeurs sont les mêmes personnes		<input type="checkbox"/> Oui <input checked="" type="checkbox"/> Non : Dans ce cas remplir le formulaire de Désignation d'inventeur(s)	
<b>8 RAPPORT DE RECHERCHE</b>			
Établissement immédiat ou établissement différé		<input checked="" type="checkbox"/> Établissement immédiat <input type="checkbox"/> Établissement différé	
Paiement échelonné de la redevance (en deux versements)		Uniquement pour les personnes physiques effectuant elles-mêmes leur propre dépôt <input type="checkbox"/> Oui <input checked="" type="checkbox"/> Non	
<b>9 RÉDUCTION DU TAUX DES REDEVANCES</b>		Uniquement pour les personnes physiques <input type="checkbox"/> Requête pour la première fois pour cette invention (joindre un avis de non-imposition) <input type="checkbox"/> Obtenue antérieurement à ce dépôt pour cette invention (joindre une copie de la décision d'admission à l'assistance gratuite ou indiquer sa référence) : AG [ ] [ ] [ ] [ ] [ ]	
Si vous avez utilisé l'imprimé «Suite», indiquez le nombre de pages jointes			
<b>10 SIGNATURE DU DEMANDEUR OU DU MANDATAIRE</b> (Nom et qualité du signataire) Alfred ELMALEH, Directeur - Propriété Industrielle		<b>VISA DE LA PRÉFECTURE OU DE L'INPI</b>  	

5 La présente invention concerne une méthode et des dispositifs expérimentaux pour évaluer, avec le même appareillage et dans le même temps, la porosité et la perméabilité absolue de tout milieu plus ou moins poreux, naturel ou artificiel fragmenté, à partir d'échantillons de roche prélevés dans ce milieu. Il peut s'agir par exemple de roches d'une zone d'un gisement souterrain de fluides (gisement hydrocarbures, aquifère, etc.), ou éventuellement  
10 de roches à très faible perméabilité comme des argiles ou des schistes. Il s'agit par exemple de fragments obtenus lors d'opérations de forage de puits : déblais de forage ou obtenus par concassage d'échantillons plus gros : carottes ou carottes latérales prélevées dans un puits.

Le contexte pétrolier actuel conduit les opérateurs à s'intéresser à de nouvelles zones  
15 (« offshore » profond) mais aussi à de nouveaux types de gisements (structures marginales situées à proximité d'installations de surface existantes). Compte tenu des coûts de forage liés à l'environnement difficile de ces nouvelles découvertes ou à la taille limitée de certaines structures, les opérateurs ne peuvent plus se permettre de forer des puits d'appréciation complémentaires sans risquer de compromettre la viabilité économique du  
20 projet. La stratégie de développement fixée avant le démarrage de l'exploitation est donc moins stricte de façon à pouvoir s'adapter "en temps réel" à la nature des informations collectées par le forage des puits de production. On parle de développement apprécitif.

Les mesures pétrophysiques jouent un rôle clé dans l'appréciation de la qualité d'un réservoir. Néanmoins, les délais associés à ce type de mesures sont souvent très longs et  
25 donc incompatibles avec la réactivité nécessaire à la réussite des développements apprécitifs. De nouveaux moyens d'évaluation plus rapides et moins coûteux sont donc recherchés comme support à la prise de décision.

Les débris de forage (« cuttings ») remontés par la boue, font depuis longtemps l'objet d'examens sur sites. Ils sont réalisés par les équipes chargées de l'analyse des boues (dites

de « Mud Logging ») et servent essentiellement à compléter la description des couches géologiques traversées au cours du forage réalisée à partir de diagraphies.

## ETAT DE LA TECHNIQUE

Des travaux ont déjà été réalisés pour essayer d'évaluer des propriétés pétrophysiques à partir de fragments de forage. On a mesuré par exemple les propriétés acoustiques  
5 relativement à des ondes S et P (cisaillement et compression). Différents paramètres ont également été étudiés tels que la dureté et la déformation des fragments de roche ou leur porosité et perméabilité.

Suivant une première méthode connue pour réaliser la mesure de perméabilité, le morceau  
10 de roche est préalablement enrobé dans de la résine. On découpe une tranche de faible épaisseur dans la roche enrobée et on la place dans une cellule de mesure. Elle comporte des moyens pour y injecter un fluide sous pression à débit contrôlé et des moyens de mesure de la perte de charge créée par l'échantillon. Comme la résine est imperméable, la perméabilité absolue est déduite de l'équation de Darcy en tenant compte de la surface  
15 réelle occupée par les fragments de roche.

Cette méthode est décrite par exemple par :

- Santarelli F.J., et al ; « Formation evaluation from logging on cuttings », SPERE, June 1998 ; ou
- Marsala A.F., et al ; « Transient Method Implemented under Unsteady State Conditions  
20 for Low and Very Low Permeability Measurements on Cuttings » ; SPE/ISRM n°47202, Trondheim, 8-10 July 1998.

Ce type de mesure ne s'obtient qu'en laboratoire après de longues opérations de conditionnement des fragments.

Une autre méthode connue repose sur une mesure RMN (Résonance Magnétique  
25 Nucléaire) qui est faite directement sur les fragments de forage après un lavage préalable suivi d'une saturation en saumure. Ce type de mesure fournit une valeur directement exploitable de la porosité. La perméabilité K est déterminée par l'intermédiaire de corrélations de même nature que celles utilisées dans le cadre des diagraphies RMN.



On trouve une illustration de cette méthode dans le document suivant :

- Nigh E., et al ; P-K<sup>TM</sup> : Wellsite Determination of Porosity and Permeability Using Drilling Cuttings", CWLS Journal, Vol 13, n°1, Dec 1984.

Par la demande de brevet EP 1 167 948 et les demandes de brevet FR 02/02.242 et  
5 03/00.429 du demandeur, on connaît plusieurs systèmes pour évaluer des paramètres physiques tels que leur perméabilité absolue de roches poreuses d'une zone d'un gisement souterrain, à partir de fragments de roche prélevés dans cette zone tels que des fragments rocheux remontés dans la boue d'un forage. Elle comporte une étape d'immersion de fragments contenus dans une enceinte de confinement dans un fluide visqueux et de mise  
10 sous pression de l'enceinte contenant les fragments suivant plusieurs modes de mise en œuvre de manière à comprimer le gaz piégé dans les pores de la roche:

Suivant un mode de mise en œuvre, on injecte du fluide sous une pression croissante avec le temps, jusqu'à un seuil de pression défini, de manière à comprimer le gaz piégé dans les pores de la roche. Cette phase d'injection est suivie d'une phase de relaxation avec arrêt de  
15 l'injection. La variation de pression durant ces deux phases successives est enregistrée.

Suivant un autre mode de mise en œuvre, l'enceinte contenant les fragments est mise en communication avec un récipient contenant du fluide visqueux sous une pression déterminée. L'étape de mise en communication étant brève, on obtient une rapide augmentation de la pression dans l'enceinte et une compression du gaz piégé dans les pores  
20 de la roche suivie d'une période de relaxation après isolement de l'enceinte, et l'on mesure l'évolution de la pression dans l'enceinte au cours des deux périodes.

Suivant un autre mode de mise en œuvre, l'enceinte contenant les fragments est mise en communication avec un récipient contenant du fluide visqueux sous une pression déterminée et constante de façon à provoquer une augmentation rapide et prolongée de la  
25 pression dans l'enceinte et une compression du gaz piégé dans les pores de la roche, et l'on mesure l'évolution du volume de fluide injecté en fonction du temps.

Quel que soit le mode opératoire, l'évolution de la pression ou du volume de fluide injecté ayant été modélisée à partir de valeurs initiales choisies pour les paramètres physiques des fragments, le calculateur les ajuste itérativement pour faire coïncider au mieux la courbe de

pression ou de volume modélisée avec la courbe de pression ou de volume réellement mesurée.

## LA METHODE ET LE DISPOSITIF SELON L'INVENTION

La méthode selon l'invention a pour objet d'évaluer, avec le même appareillage, des  
5 paramètres physiques tels que la perméabilité absolue et la porosité d'un milieu poreux naturel ou artificiel fragmenté, à partir de fragments de roche prélevés dans ce milieu. Elle comporte une étape d'immersion de fragments contenus dans une enceinte de confinement dans un liquide (plus ou moins visqueux) et de mise en communication intermittente de l'enceinte contenant les fragments avec une source de liquide sous pression comprenant un  
10 accumulateur contenant un volume élastique de liquide, de manière à comprimer le gaz piégé dans les pores de la roche, une étape de mesure du volume de liquide injecté, une étape de modélisation de l'évolution du volume de liquide injecté à partir de valeurs initiales choisies a priori au moins pour la perméabilité et la saturation en gaz résiduelle, et une étape d'ajustement itératif de la valeur des paramètres physiques des fragments de  
15 roche pour que l'évolution modélisée du volume injecté s'ajuste au mieux avec l'évolution mesurée du volume injecté dans l'enceinte.

La méthode se distingue en ce que dans l'étape d'immersion dans le liquide des fragments contenus dans l'enceinte de confinement, on mesure le volume de liquide injecté par la mesure de la variation concomitante de pression régnant dans le dit accumulateur.

20 L'étape de modélisation peut être réalisée à partir de valeurs initiales choisies a priori également pour la porosité. Elle peut également comporter une étape préalable d'introduction des fragments de roche lavés et séchés dans l'enceinte de confinement que l'on met d'abord en communication avec un réservoir de gaz sous une pression définie, de manière à déterminer le volume solide des dits fragments, avec une mesure du volume  
25 enveloppe et de la masse des fragments pour en déduire la porosité et la densité des fragments de roche. Dans ce cas, l'étape de modélisation comprend une modélisation de l'évolution du volume de liquide injecté à partir de valeurs initiales choisies a priori pour la perméabilité et la saturation en gaz résiduelle, et également la valeur mesurée au préalable pour la porosité.

30 Suivant un mode de mise en œuvre, l'étape de mise en communication de l'enceinte avec l'accumulateur est effectuée de façon à provoquer une rapide augmentation de la pression

dans l'enceinte et une compression du gaz piégé dans les pores de la roche suivie d'une période de relaxation après isolement de l'enceinte, et elle comporte une mesure l'évolution de la pression dans l'enceinte au cours de ces deux phases successives.

On peut charger la cellule de confinement par exemple avec des déblais de forage, des  
5 fragments de roche obtenus par concassage de carottes prélevées dans un puits et notamment de carottes obtenues par carottage latéral d'un puits, avec des fragments de roche envahis de fluides de forage, avec des fragments de roche préalablement nettoyés, etc.

Le dispositif selon l'invention permet d'évaluer des paramètres physiques tels que la  
10 perméabilité absolue et la porosité d'un milieu poreux naturel ou artificiel fragmenté tel qu'une zone d'un gisement souterrain, à partir de fragments prélevés dans ce milieu, comportant un système de traitement, une enceinte de confinement pour les fragments, un ensemble d'injection d'un liquide dans l'enceinte pour remplir l'enceinte contenant les fragments de roche, dans un premier temps, et pour réaliser un cycle comprenant une phase  
15 d'injection de liquide dans l'enceinte, cet ensemble comprenant un accumulateur contenant un volume élastique de liquide et des moyens commandés par le système de traitement pour contrôler la mise en communication de l'accumulateur avec l'enceinte contenant les fragments de roche. Des moyens sont utilisés pour la mesure de la pression dans l'enceinte. Le système de traitement est adapté à modéliser l'évolution du volume de liquide injecté à  
20 partir de valeurs initiales choisies pour les paramètres physiques des fragments de roche, et pour ajuster itérativement les valeurs à donner à ces paramètres physiques pour que l'évolution modélisée de la grandeur physique s'ajuste au mieux avec l'évolution mesurée de la dite grandeur dans l'enceinte.

Le dispositif est caractérisé en ce qu'il comporte des moyens de mesure des variations de  
25 pression dans l'accumulateur et en ce que le système de traitement est adapté à calculer le volume de liquide injecté dans l'enceinte provenant de l'accumulateur, à partir de la variation de pression relevée par les moyens de mesure de pression.

Le dispositif comporte par exemple un réservoir de gaz pouvant être mis en communication avec l'enceinte par l'intermédiaire d'une vanne, un appareil de mesure de  
30 l'enveloppe de volume ( tel qu'un pycnomètre à poudre par exemple) pour la détermination de la porosité des fragments et un moyen de mesure de la masse des fragments.

Le volume élastique de liquide est par exemple délimité dans l'accumulateur soit par un volume de gaz, auquel cas, la relation est obtenue en appliquant la loi des gaz parfaits, soit par une membrane élastique ou tout autre élément mobile, auquel cas la relation est obtenue par calibrage préalable des déformations ou déplacements.

- 5 La méthode se révèle satisfaisante pour des roches très variées sur une large gamme de perméabilité et de porosité. Elle se révèle très précise du fait que la mesure du volume de liquide injecté n'est pas obtenue directement comme dans les demandes de brevet précitées mais indirectement par la mesure des variations de la pression dans l'accumulateur, ce que l'on sait faire simplement avec une grande précision.
- 10 Compte tenu de la faible place occupée par le dispositif, de la facilité de mise en œuvre mais aussi de la rapidité avec laquelle il est possible de réaliser les mesures et le calage entre les données théoriques et les données expérimentales, la méthode se prête particulièrement bien aux conditions de chantier. Il est donc tout à fait possible d'envisager une mesure et une interprétation directement sur site dans un délai très court, sans
- 15 commune mesure par conséquent avec ceux qui sont nécessaires pour obtenir des résultats équivalents par les méthodes de laboratoire. Cela ouvre des perspectives importantes au niveau de la caractérisation pétrophysique dans le domaine pétrolier et hydrologique : évaluation de la perméabilité, porosité, densité de roche, etc. puisque l'on peut tirer partie de cette nouvelle source d'information comme support à l'interprétation des diagraphies
- 20 électriques et affiner l'évaluation d'un puits en terme de potentiel de production. Cela ouvre aussi des perspectives importantes au niveau de la caractérisation pétrophysique de tout autre milieu poreux naturel ou artificiel fragmenté.

## PRESENTATION SOMMAIRE DES FIGURES

- D'autres caractéristiques et avantages de la méthode et du dispositif selon l'invention,
- 25 apparaîtront à la lecture de la description ci-après d'exemples non limitatifs de réalisation, en se référant aux dessins annexés où :

- la Fig.1 montre schématiquement le dispositif ;
- la Fig.2 montre schématiquement la structure d'un fragments ou particule de roche poreuse dans lequel on modélise les effets de l'injection d'un liquide à forte viscosité
- 30 tel que de l'huile ;

- les Fig. 3A et 3B montrent une évolution de pression mesurée au cours d'un test avec l'évolution du volume de liquide injecté en fonction du temps correspondante calculée à partir de la loi des gaz parfaits ;
- les Fig.4A à 4C montrent schématiquement les courbes de volume de liquide injecté en fonction du temps obtenues à partir de l'évolution de pression dans la cellule du dispositif de la Fig.1, pour trois roches différentes;
- la Fig.5 montre le bon accord entre les perméabilités obtenues pour plusieurs types de roche, par une méthode classique de mesure sur carottes et par la méthode selon l'invention;
- les Fig.6A à 6C montrent pour les trois roches précédentes, la précision que l'on obtient dans l'ajustement des courbes de volume injecté modélisées par rapport aux courbes expérimentales;
- la Fig.7 met en évidence le bon accord que l'on obtient entre les valeurs de la porosité ( $\Phi$  ou  $Phi_c$ ) des fragments de roche testés et celles ( $Phi_s$ ) que l'on obtient pour des échantillons ou carottes dans le cas où l'on ajuste itérativement à la fois les valeurs a priori de la porosité et de la perméabilité ; et
- la Fig. 8 met en évidence le résultat de la détermination de la porosité des fragments de roche testés, lorsque l'on mesure expérimentalement au préalable la porosité ( $Phi_c$ ) des fragments.

## 20 DESCRIPTION DETAILLEE

Le dispositif tel que schématisé en Fig.1, comporte une cellule de confinement 1 dans laquelle sont initialement introduits les fragments de forage. Un système d'injection 2 communique par une canalisation 3 avec la base d'un réservoir tampon 4 contenant un liquide plus ou moins visqueux adapté à la perméabilité à mesurer, tel que de l'huile.

25 L'extrémité opposée du réservoir tampon 4 communique par une vanne V6 avec une ligne L1. Une première extrémité de la cellule de confinement 1 communique avec la ligne L1 par l'intermédiaire de deux vannes V1, V2. L'extrémité opposée de la cellule de confinement 1 communique par le biais d'une vanne d'isolement V5 avec un séparateur 6. Un manomètre 7 est connecté à la sortie de la cellule 1. Les variations de pression

mesurées par le manomètre 7 sont acquises par un processeur 8 tel qu'un micro-ordinateur. La vanne V2 est pilotée directement par le processeur 8. La ligne L1 communique également par l'intermédiaire d'une vanne V7 avec un accumulateur 9 contenant un liquide plus ou moins visqueux, mis sous une pression déterminée par un chapeau de gaz sous pression, une membrane souple ou un élément déplaçable. Un manomètre 10 est connecté à la sortie de l'accumulateur 9. Les variations de pression qu'il mesure sont acquises également par le processeur 8

On peut aussi utiliser des fragments disponibles après nettoyage d'où tous les fluides ont été préalablement chassés. Dans le cas où l'on charge la cellule de confinement 1 avec des fragments nettoyés, on peut injecter en ouvrant une vanne V4, un gaz tel que de l'hélium par exemple, provenant d'une bouteille 5, de façon à chasser l'air de la cellule.

L'enceinte 1 est reliée également à un réservoir 11 rempli d'hélium et de volume connu par l'intermédiaire des vannes V1 et V3. L'enceinte 1 peut être mise en communication avec le réservoir 11 initialement à une pression connue par ouverture de V1 ou V3, les vannes V2 et V4 étant fermées.

Le dispositif comporte en outre une balance 12 et un appareil 13 de type pycnomètre à poudre permettant de mesurer le volume enveloppe des fragments introduits.

### I) Mesure de la porosité

La détermination de la porosité comporte une étape d'acquisition de mesures expérimentales de volume enveloppe  $V_e$  des fragments introduits, du volume solide  $V_s$  de roche introduit et de la masse  $m_e$  de roche introduite, et une étape de calcul de la porosité et de la densité de roche.

#### a) Acquisition des mesures

- Les fragments secs et nettoyés sont préalablement pesés sur la balance 12 et leur volume enveloppe est mesuré au moyen de l'appareil 13. Les fragments sont ensuite introduits dans l'enceinte de confinement 1 qui est mise sous atmosphère gazeuse (d'hélium par exemple) par mise en communication avec le réservoir 5 de manière à chasser l'air. L'enceinte 1 est ensuite reliée au réservoir 11 rempli d'hélium et de volume connu par ouverture des vannes V1 et V3, les vannes V2 et V4 étant fermées. La pression

d'équilibre permet de déduire la valeur du volume solide de la roche à partir des pressions initiales dans l'enceinte 1 et le réservoir 11 et de leurs volumes. Toutes ces mesures permettent de déterminer la porosité des échantillons. La densité de la roche est aussi obtenue par mesure de la masse des fragments introduits.

- 5 Le volume enveloppe  $V_e$  est obtenu au moyen d'un pycnomètre à poudre suivant une technique bien connue des spécialistes.

Soient  $P_1$  la pression initiale dans 1,  $P_h$  la pression la pression initiale dans le réservoir 11,  $P_e$  la pression d'équilibre après la mise en communication,  $U_1$  le volume de l'enceinte 1,  $V_h$  le volume du réservoir 11 et  $m_c$  la masse des fragments utilisés.

- 10  $V_s$ ,  $\phi$  et  $d$  désignent respectivement le volume solide, la porosité et la densité de roche.

On a,

$$V_s = U_1 - V_h \frac{(P_h - P_e)}{(P_e - P_1)}$$

$$\phi = \frac{V_e - V_s}{V_e}$$

$$d_{\text{roche}} = \frac{m_c}{V_e}$$

- 15 La Fig. 11 montre que l'on obtient une très bonne estimation de la porosité des roches testées.

## II) Estimation de la perméabilité

L'estimation de la perméabilité absolue comporte essentiellement trois étapes :

- 1) une étape d'acquisition de mesures expérimentales des variations de pression (ou d'évolution de volume injecté) à partir des fragments de forage, donnant lieu à des courbes  
20 expérimentales ;
- 2) une étape de modélisation des phénomènes physiques intervenant au sein des fragments de forage durant le même cycle opératoire, pour des valeurs arbitraires de paramètres physiques recherchés (perméabilité  $K$  et porosité  $\phi$ ) intervenant dans le modèle, permettant d'établir des courbes théoriques analogues ; et

3) une étape d'ajustement ou de calage où l'on détermine les valeurs à donner aux paramètres physiques intervenant dans le modèle pour que les courbes expérimentales et théorique s'ajustent au mieux.

#### 1) Acquisition des mesures

5 On remplit la cellule 1 avec un liquide plus ou moins visqueux (avec une viscosité adaptée à la perméabilité à mesurer : de l'huile par exemple, du glycérol, de l'eau, toute solution aqueuse, visqueuse, etc., ou par l'intermédiaire du système d'injection. Le liquide occupe l'espace libre entre les fragments de forage et elle pénètre aussi par imbibition spontanée à l'intérieur de la roche. Il se produit un dégazage dont l'intensité et la durée dépend de la  
10 nature de la roche (principalement la porosité). Ce dégazage n'affecte qu'une partie du gaz. Un certain volume résiduel reste piégé dans les fragments de forage sous forme d'amas déconnectés.

La procédure consiste essentiellement à mettre la cellule 1 contenant les fragments de roche C en communication avec l'accumulateur 9 contenant du liquide sous pression ( $P_{ini}$ )  
15 en ouvrant la vanne V2 pilotée par le processeur de contrôle 8.

Initialement, la vanne est fermée. Du côté de l'accumulateur 9, la pression est égale à  $P_{ini}$  tandis que du côté de la cellule 1, la pression est égale à la pression ambiante. La vanne V2 pilotée par le processeur 8 est alors ouverte durant quelques dixièmes de seconde pour augmenter rapidement la pression de la cellule 1 jusqu'à  $P_{max}$ . L'élasticité du volume de  
20 l'accumulateur 9, obtenue par le biais d'un chapeau de gaz, d'une membrane souple se déformant sous l'effet d'un changement de pression ou d'un élément mobile, est préalablement calibrée de manière à ce que l'on mesure une diminution de la pression de quelques bars dans l'accumulateur 9 au cours du test. Ce changement de pression permet alors de calculer facilement l'évolution du volume de liquide injecté depuis l'accumulateur  
25 9 dans la cellule 1 à partir de la loi des gaz parfaits (si on utilise un chapeau de gaz) ou à partir de d'une courbe d'étalonnage (si on utilise une membrane souple ou un élément déplaçable).

Par rapport aux procédures détaillées dans les demandes de brevet précitées, cette approche permet de simplifier le déroulement de l'expérience (pas de débitmètre ou de capteur  
30 différentiel à intercaler comme précédemment sur la ligne L1 reliant l'accumulateur à la cellule, pour mesurer le volume injecté) tout en gardant un bon contrôle du volume injecté



ce qui facilite l'acquisition des mesures et l'interprétation des résultats avec le simulateur. D'autre part, l'élimination d'un débitmètre ou d'un capteur différentiel pour mesurer le volume injecté permet :

- 5 - de miniaturiser fortement les dimensions de l'appareil de mesure si bien qu'il est possible de conduire une mesure avec seulement  $1 \text{ cm}^3$  de fragment ;
- de raccourcir les lignes de liaison entre l'accumulateur 9 et la cellule 1 ce qui raccourcit le temps de mise sous pression de la cellule contenant les fragments et améliore la sensibilité de l'appareil. Il est ainsi possible de tester des roches ayant un diamètre moyen de l'ordre de 1 mm pour des perméabilités allant jusqu'à quelques  
10 centaines de milliDarcy;
- de mesurer des variations de volume injecté très faibles (inférieures à  $0.03 \text{ cm}^3$  de liquide injecté cumulé) ce qui était difficilement réalisable avec un débitmètre ou un capteur différentiel ;
- 15 - d'opérer l'appareil de mesure avec des liquides de viscosités variées sans avoir à adapter le système de mesure du volume injecté ce qui augmente grandement la souplesse de l'appareil.

Les figures 3A à 3C montrent des exemples de courbes de volume injecté en fonction du temps pour trois roches différentes. On observe des variations significatives des courbes de remplissage suivant la nature des roches testées. Plus la perméabilité des roches est faible  
20 et plus on observe une cinétique de remplissage lente (plus de 80 secondes pour la roche la moins perméable représentée, Fig. 4A, et moins de 2 secondes pour la roche la plus perméable représentée, Fig. 4C).

Le but des deux étapes suivantes est d'obtenir à partir des mesures de pression ou du volume de liquide injecté, une estimation de la seule perméabilité K (si l'on a mesuré au  
25 préalable la porosité comme on l'a vu plus haut) ou une estimation conjointe de la perméabilité K et de la porosité ( $\Phi$ )

## 2) Modélisation

On considère que les fragments de forage sont de taille homogène et de forme sphérique et que le gaz est supposé parfait. La perte de charge visqueuse du gaz est négligée par rapport

à celle du liquide compte tenu de l'écart entre les viscosités. Le gaz résiduel piégé dans les fragments de roche après l'imbibition spontanée du liquide, se présente sous forme d'amas déconnectés répartis de manière homogène. On considère aussi que la pression capillaire est négligeable.

- 5 Compte tenu de la forme sphérique des fragments, on va raisonner sur une calotte d'épaisseur  $dr$  (Fig.2). et calculer l'évolution de la pression à la frontière de la particule de roche lorsqu'un débit de liquide  $q$  est injecté.

On considère que les  $N$  particules de roche se partagent le débit total  $Q$  du liquide injecté de manière équitable, et que chacune reçoit le débit  $q = \frac{Q}{N}$ . La loi des gaz parfaits permet

- 10 de déduire la saturation locale en gaz  $S_g$  dès lors qu'on connaît la pression  $P$  :  $S_g = S_{g0} \frac{P_0}{P}$  ( $P_0$  est la pression du liquide). Dans la calotte, on fait un bilan matière sur le liquide. L'accumulation est égale à la différence entre ce qui rentre et ce qui sort. De là, on déduit :

$$\text{div} \vec{V}_o + \phi \frac{\partial S_o}{\partial t} = 0$$

Comme  $S_o = (1 - S_g) = (1 - S_{g0} \frac{P_0}{P})$ , on en déduit que :

15 
$$\frac{\partial S_o}{\partial t} = \frac{\partial S_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} = \left( S_{g0} \frac{P_0}{P^2} \right) \frac{\partial P}{\partial t}$$

Comme par ailleurs,  $\vec{V}_o = -\frac{K}{\mu_o} \text{grad} P_o$  ( $K$  désigne la perméabilité et  $\mu_o$  le viscosité du liquide) et que la pression capillaire peut être considérée comme négligeable ce qui fait donc que  $P_o = P_{\text{gaz}} = P$ , l'équation précédente s'écrit :

$$-\frac{K}{\mu_o} \Delta P + \phi S_{g0} \frac{P_0}{P^2} \frac{\partial P}{\partial t} = 0$$

20 Il en résulte que 
$$\Delta P = \frac{\mu_o \phi S_{g0} P_0}{K} \frac{\partial P}{P^2 \partial t}$$

On obtient donc la forme classique d'une équation de type diffusion avec toutefois un terme en  $1/P^2$  facteur de l'accumulation qui provient de la nature compressible du gaz.

En coordonnées sphériques, le Laplacien est égal à  $\frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} \left( r^2 \frac{\partial P}{\partial r} \right)$ . Finalement, l'équation à résoudre s'écrit :

$$\frac{\partial}{\partial r} \left( r^2 \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \alpha \frac{r^2}{P^2} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (1)$$

avec 
$$\alpha = \frac{\mu_o \phi S_{g0} P_0}{K} \quad (2)$$

5 Lors de sa mise en place, le liquide chasse l'air dans l'espace libre entre les fragments de forage et pénètre dans la roche par imbibition spontanée. Malgré certaines précautions, il est possible qu'il reste un certain volume de gaz retenu à l'extérieur du fait de la forme non régulière des fragments de forage. Ce volume piégé ( $V_{gp}$ ) joue un rôle direct sur la forme générale de la réponse en pression et doit être pris en compte dans la résolution.

10 Il faut tenir compte également d'une certaine compressibilité due au dispositif expérimental. Elle provient aussi bien de la cellule, des lignes que des propriétés du liquide. La compressibilité équivalente observée est de l'ordre de  $0.0005 \text{ bar}^{-1}$  (50 Pa).

Comme le liquide utilisé est saturé en gaz à pression atmosphérique, des phénomènes de dissolution se produisent lorsque la pression augmente au cours de la mesure. Ces aspects  
15 sont pris en compte en introduisant un paramètre de diffusion traduisant les échanges de molécules au niveau des interfaces gaz/liquide.

L'équation de diffusion est résolue par la méthode des différences finies avec un schéma explicite et en s'imposant les conditions aux limites en temps  $P(r,0)=P_{atm}$  et en espace  $P(R,t)=P_{ext}$  et  $\frac{\partial P}{\partial r}(0,t) = 0$ .

20 Dans le cadre de la procédure expérimentale détaillée précédemment, on mesure directement l'évolution de la pression dans l'enceinte contenant les fragments, c'est à dire  $P_{ext}$ . Il est ainsi possible de résoudre directement l'équation régissant l'évolution de la pression dans la roche de manière explicite. L'évolution du volume de liquide injecté simulé en fonction de temps se calcule alors par différence entre le volume de gaz  
25 initialement présent dans la roche (à  $P_{atm}$ ) et le volume occupé par le gaz à un instant  $t$  au cours du test (pendant la phase de compression).

### 3) Ajustement du modèle aux résultats expérimentaux

Le modèle est implémenté dans un calculateur tel que l'ordinateur 8 (cf. Fig.1) sous la forme d'un logiciel et inséré dans une boucle d'optimisation itérative. On fait "tourner" le modèle avec des valeurs de perméabilité  $K$  et de saturation en gaz résiduelle choisies a priori, en imposant pour la porosité ( $\Phi$ ) la valeur trouvée expérimentalement, et on compare la courbe de volume injecté simulée qui en résulte avec la courbe expérimentale et par itérations successives en changeant les valeurs de  $K$  et de saturation résiduelle en gaz dans le modèle. On trouve celles qui permettent d'ajuster au mieux les courbes théorique et expérimentale suivant une méthode d'optimisation classique de type Newton ou gradients.

10 Dans le cas où l'on n'a pas procédé au préalable à la mesure expérimentale de la porosité ( $\Phi$ ), on fait "tourner" le modèle avec des valeurs de perméabilité  $K$ , de saturation en gaz résiduelle, et de porosité choisies a priori et on compare la courbe de volume injecté simulée qui en résulte avec la courbe expérimentale et par itérations successives en changeant les valeurs de  $K$ , de la porosité  $\Phi$  et de saturation résiduelle en gaz dans le modèle. La figure 11 montre que l'on obtient une estimation satisfaisante de la porosité des roches testées.

Quand on connaît la valeur de la porosité obtenue par mesure préalable, il n'y a que la seule valeur  $K$  de la perméabilité à ajuster dans l'étape de modélisation. La modélisation est de ce fait plus rapide. Elle est aussi plus précise, comme le montre très clairement la figure 12.

Les figures 6A à 6C montrent la comparaison obtenue par itérations successives entre les courbes théoriques et expérimentales pour trois types de roche testées. Dans tous les cas, on note un très bon accord entre les simulations et les résultats expérimentaux. Les résultats obtenus par application de la méthode sont tout à fait comparables avec ceux obtenus en laboratoire après de longs délais de conditionnement par des méthodes classiques pour plusieurs roches de perméabilités différentes comme le montrent la Fig 5.

La programmation de cette modélisation au sein d'un code, permet de caler les expériences à l'aide d'une boucle d'optimisation ce qui permet de déduire rapidement la valeur de  $K$  correspondante.

## REVENDEICATIONS

- 1) Méthode pour évaluer avec un même appareillage des paramètres physiques tels que la perméabilité absolue et la porosité d'un milieu poreux naturel ou artificiel fragmenté tel qu'une zone d'un gisement souterrain, à partir de fragments de roche (F) prélevés dans ce milieu, comportant une étape d'immersion de fragments contenus dans une enceinte de confinement (1) dans un liquide et de mise en communication intermittente de l'enceinte contenant les fragments avec une source de liquide sous pression comprenant un accumulateur (9) contenant un volume élastique de liquide, de manière à comprimer le gaz piégé dans les pores de la roche, une étape de mesure du volume de liquide injecté, une étape de modélisation de l'évolution du volume de liquide injecté à partir de valeurs initiales choisies a priori au moins pour la perméabilité (K) et la saturation en gaz résiduelle, et une étape d'ajustement itératif de la valeur des paramètres physiques des fragments de roche pour que l'évolution modélisée du volume injecté s'ajuste au mieux avec l'évolution mesurée du volume injecté dans l'enceinte, caractérisée en ce que :
- dans l'étape d'immersion dans le liquide des fragments contenus dans l'enceinte de confinement (1), on mesure le volume de liquide injecté par la mesure de la variation concomitante de pression régnant dans le dit accumulateur (9).
- 2) Méthode selon la revendication 1, dans laquelle l'étape de modélisation est réalisée à partir de valeurs initiales choisies a priori également pour la porosité ( $\Phi$ ).
- 3) Méthode selon la revendication 1, comportant une étape préalable d'introduction des fragments de roche lavés et séchés dans l'enceinte de confinement (1) que l'on met d'abord en communication avec un réservoir de gaz sous une pression définie, de manière à déterminer le volume solide des dits fragments, on mesure le volume enveloppé et la masse des fragments et on en déduit la porosité ( $\Phi$ ) et la densité des fragments de roche, l'étape de modélisation, comprenant une modélisation de l'évolution du volume de liquide injecté à partir de valeurs initiales choisies a priori pour la perméabilité (K) et la saturation en gaz résiduelle, et la valeur mesurée pour la porosité ( $\Phi$ ).
- 4) Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle l'étape de mise en communication de l'enceinte avec l'accumulateur est effectuée de façon à provoquer dans une première période une rapide augmentation de la pression dans l'enceinte et une compression du gaz piégé dans les pores de la roche, suivie d'une période de relaxation

après isolement de l'enceinte, et comporte une mesure l'évolution de la pression dans l'enceinte au cours des deux périodes.

5) Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle on charge la cellule de confinement avec des déblais de forage.

5 6) Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle on charge la cellule de confinement avec des fragments de roche obtenus par concassage de carottes prélevées dans un puits et notamment de carottes obtenues par carottage latéral d'un puits.

7) Méthode selon l'une des revendications 1 à 4, dans laquelle on charge la cellule de confinement avec des fragments de roche envahis de fluides de forage.

10 8) Méthode selon l'une des revendications 1 à 4, dans laquelle on charge la cellule de confinement avec des fragments de roche préalablement nettoyés.

9) Dispositif pour évaluer des paramètres physiques tels que la perméabilité absolue et la porosité d'un milieu poreux naturel ou artificiel fragmenté tel qu'une zone d'un gisement souterrain, à partir de fragments (F) prélevés dans ce milieu, comportant un système de traitement (8), une enceinte de confinement (1) pour les fragments, un ensemble d'injection d'un liquide dans l'enceinte pour remplir l'enceinte contenant les fragments de roche, dans un premier temps, et pour réaliser un cycle comprenant une phase d'injection de liquide dans l'enceinte, cet ensemble comprenant un accumulateur (9) contenant un volume élastique de liquide et des moyens (V2) commandés par le système de traitement pour contrôler la mise en communication de l'accumulateur (9) avec l'enceinte (1) contenant les fragments de roche, des moyens (7) pour la mesure de la pression dans l'enceinte, le système de traitement (8) étant adapté à modéliser l'évolution du volume de liquide injecté à partir de valeurs initiales choisies pour les paramètres physiques des fragments de roche, et pour ajuster itérativement les valeurs à donner à ces paramètres physiques pour que l'évolution modélisée de la grandeur physique s'ajuste au mieux avec l'évolution mesurée de la dite grandeur dans l'enceinte, caractérisé en ce qu'il comporte des moyens (10) de mesure des variations de pression dans l'accumulateur (9) et en ce que le système de traitement (8) est adapté à calculer le volume de liquide injecté dans l'enceinte provenant de l'accumulateur, à partir de la variation de pression relevée par les moyens de mesure de pression (10).

- 10) Dispositif selon la revendication 9, comportant un réservoir de gaz (11) pouvant être mis en communication avec l'enceinte (1) par l'intermédiaire d'une vanne (V3), un appareil (13) de mesure de l'enveloppe de volume pour la détermination de la porosité des fragments et un moyen (12) de mesure de la masse des fragments.
- 5 11) Dispositif selon la revendication 10, caractérisé en ce que les moyens pour mesurer le volume enveloppe des fragments à tester comportent un pycnomètre à poudre.
- 12) Dispositif selon la revendication 10 ou 11, dans lequel le volume élastique de liquide est délimité dans le dit accumulateur (9) par un volume de gaz, la dite relation étant obtenue en appliquant la loi des gaz parfaits.
- 10 13) Dispositif selon la revendication 10 ou 11, dans lequel le volume élastique de liquide est délimité dans le dit accumulateur (9) par une membrane élastique ou un élément mobile, la dite relation étant obtenue par calibrage préalable des déformations ou des déplacements.

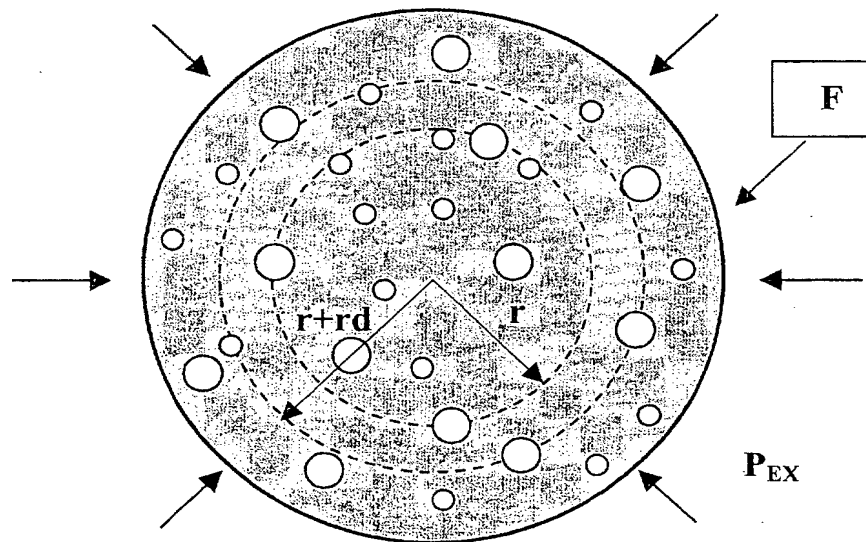




FIG.3A

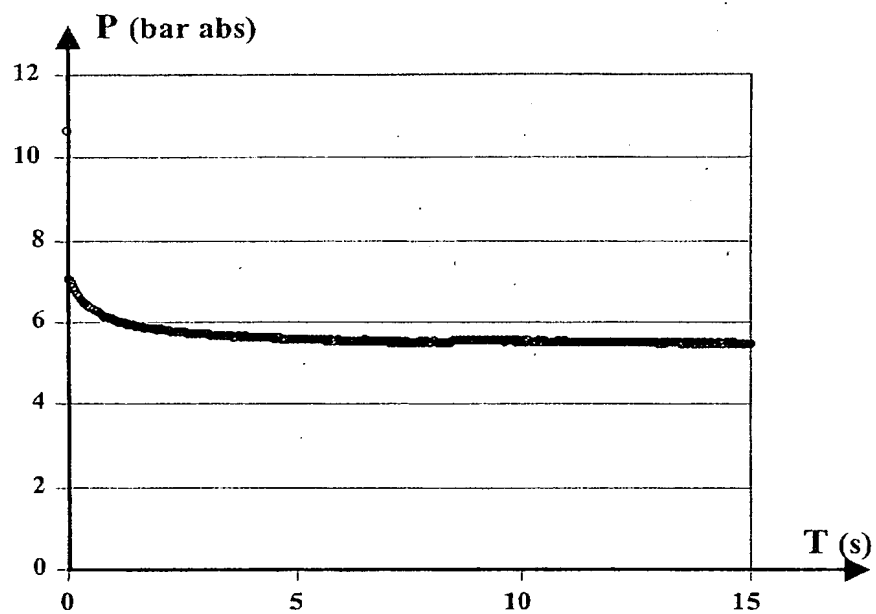


FIG.3B

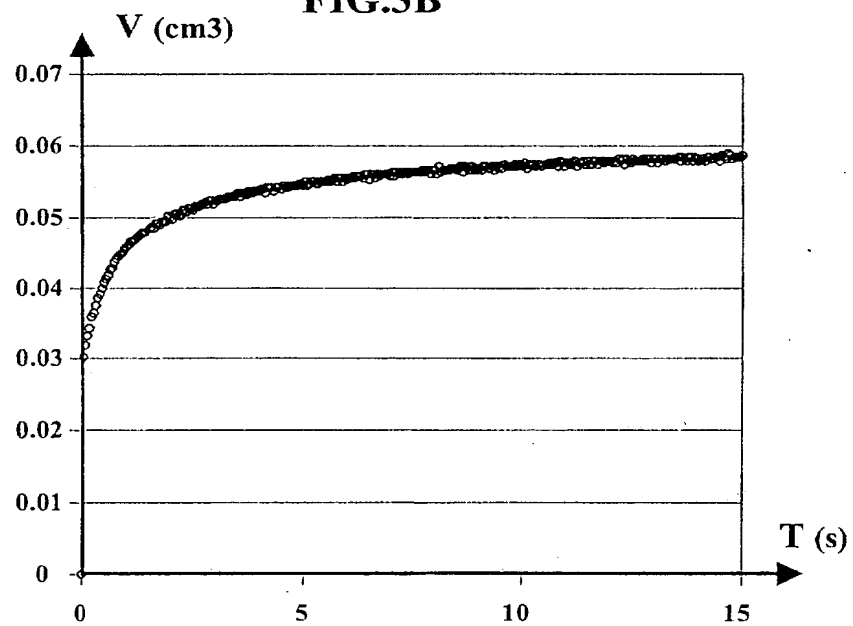


FIG.4A

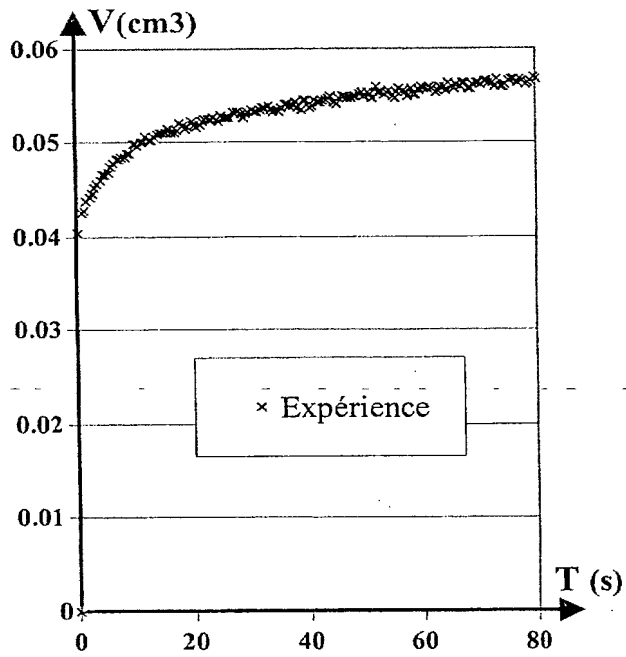


FIG.4B

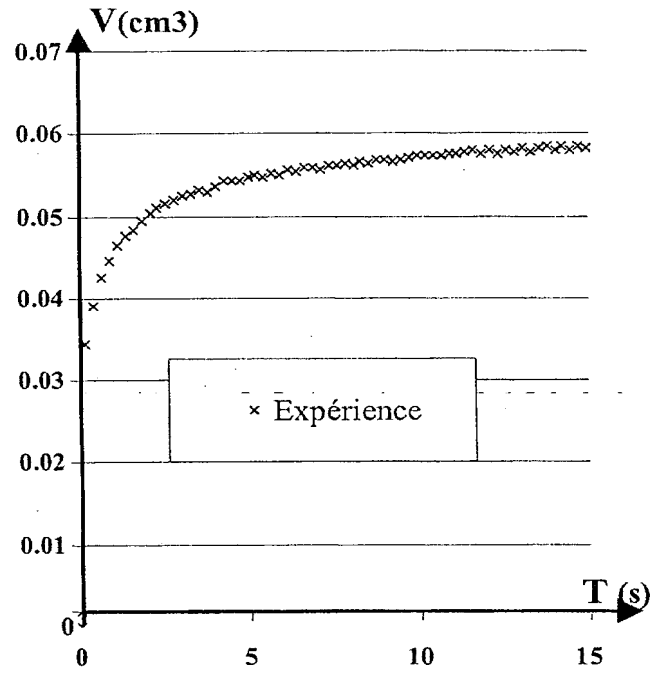


FIG.4C

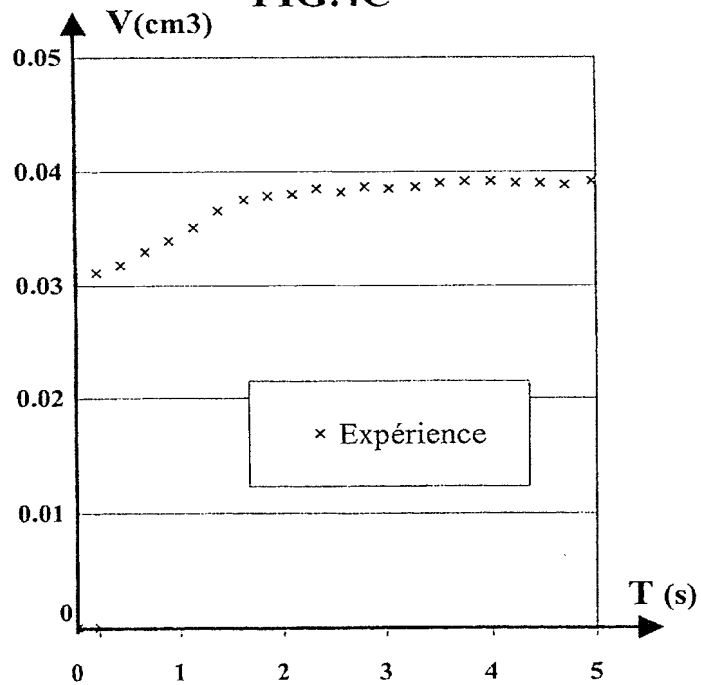


FIG.5

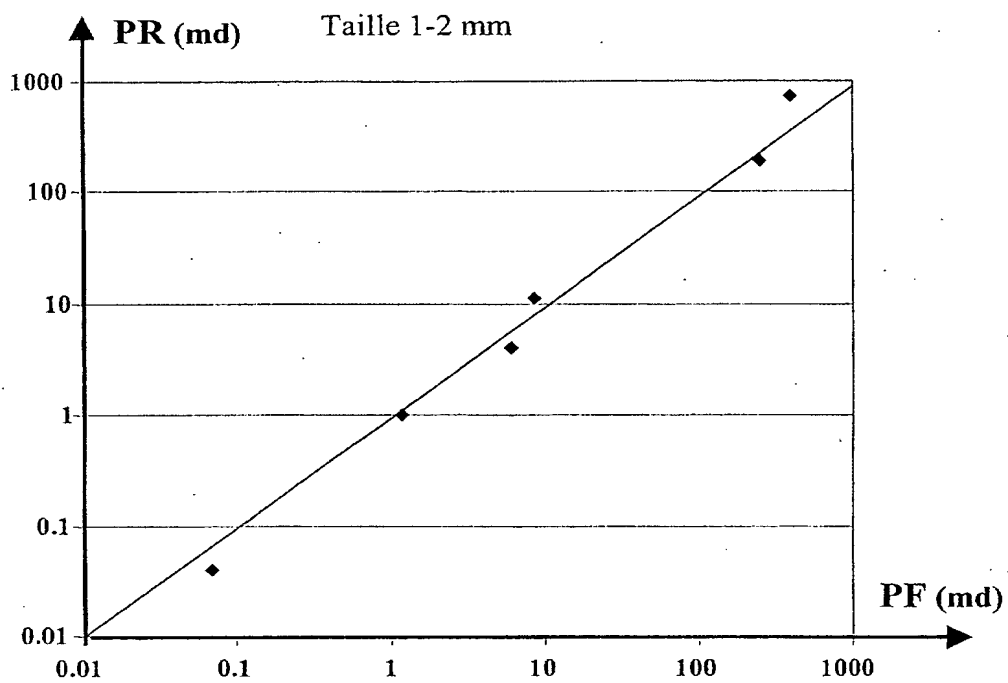


FIG.6A

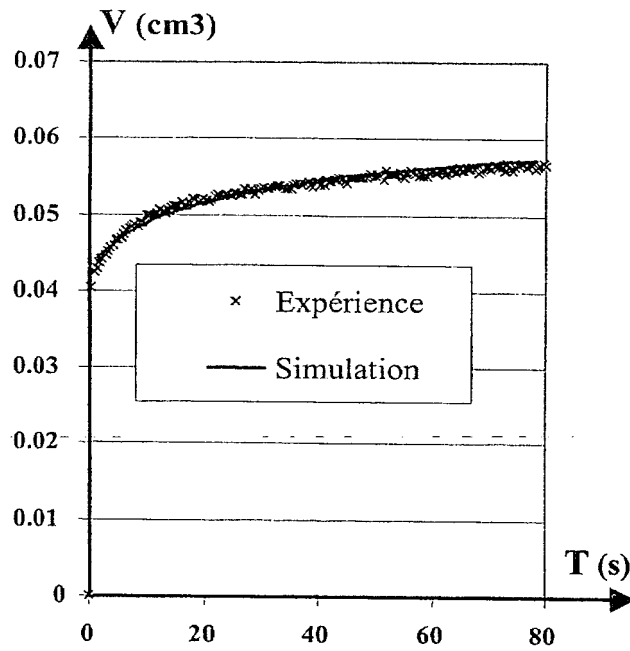
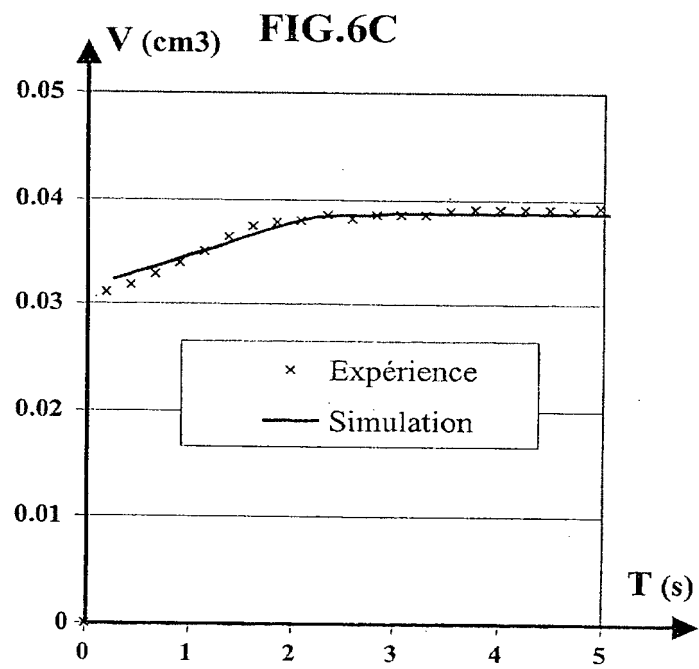
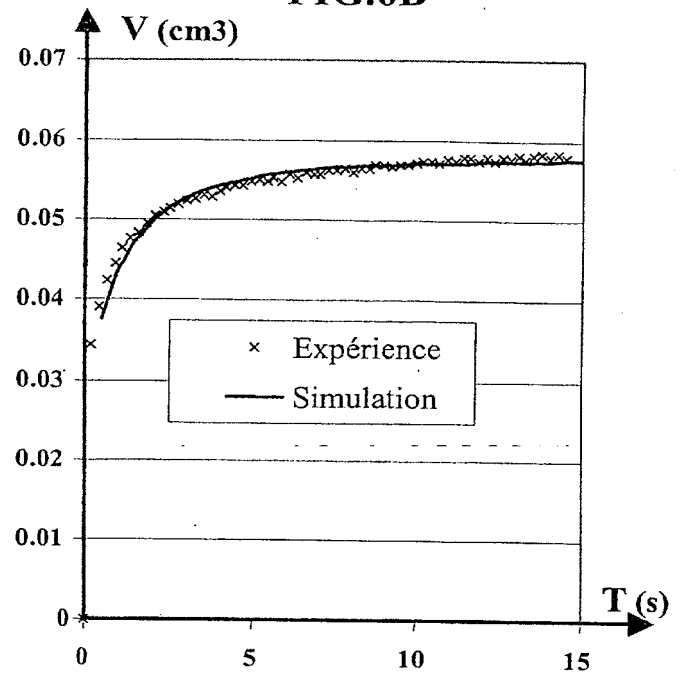
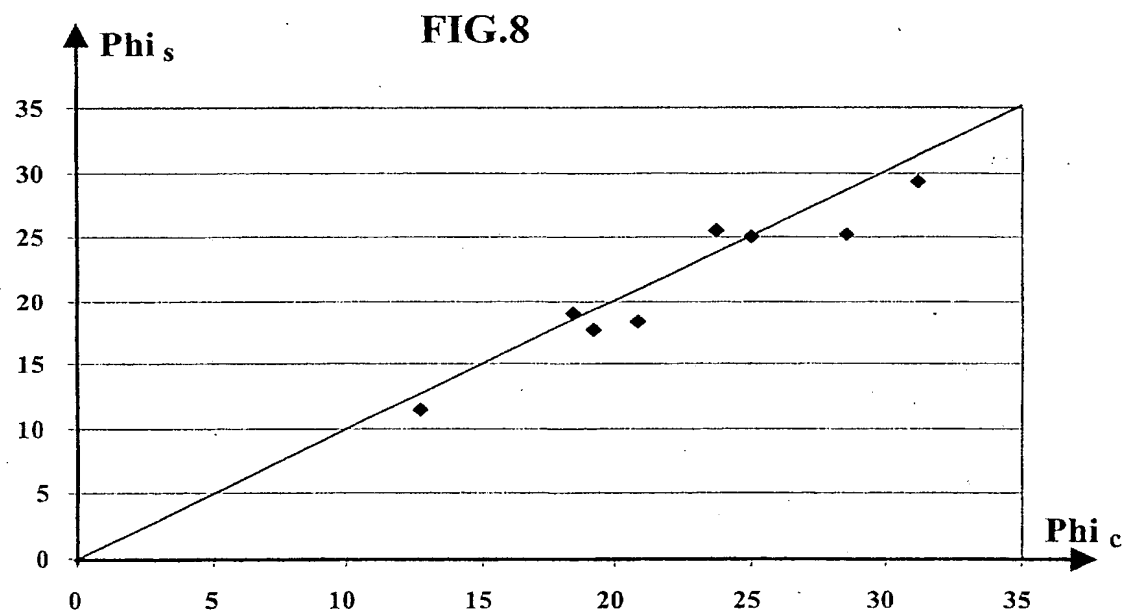
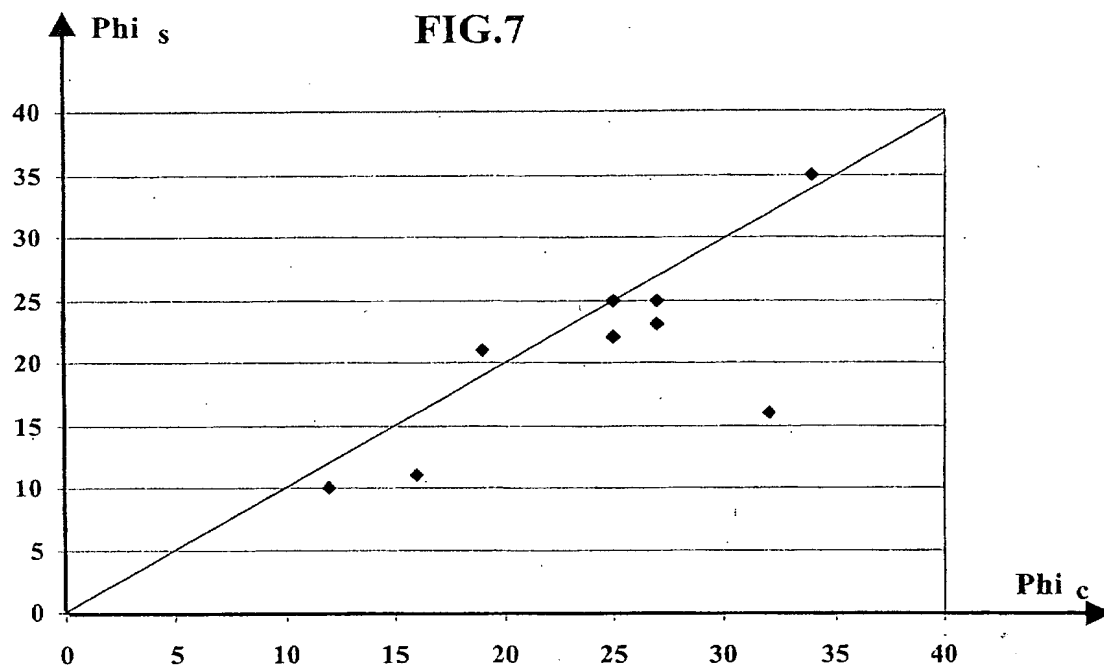


FIG.6B





**BREVET D'INVENTION****CERTIFICAT D'UTILITÉ**

Code de la propriété intellectuelle - Livre VI

  
N° 11235\*03

## DÉPARTEMENT DES BREVETS

 26 bis, rue de Saint Pétersbourg  
 75800 Paris Cedex 08

Téléphone : 33 (1) 53 04 53 04 Télécopie : 33 (1) 42 94 86 54

**DÉSIGNATION D'INVENTEUR(S)** Page N° 1.../1...

(À fournir dans le cas où les demandeurs et les inventeurs ne sont pas les mêmes personnes)



Cet imprimé est à remplir lisiblement à l'encre noire

DB 113 @ W / 270601

<b>Vos références pour ce dossier (facultatif)</b>		JC/CLN
<b>N° D'ENREGISTREMENT NATIONAL</b>		
<b>TITRE DE L'INVENTION (200 caractères ou espaces maximum)</b> METHODE ET DISPOSITIF POUR EVALUER DES PARAMETRES PHYSIQUES D'UN GISEMENT SOUTERRAIN A PARTIR DE DEBRIS DE ROCHE QUI Y SONT PRELEVES		
<b>LE(S) DEMANDEUR(S) :</b> INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE		
<b>DESIGNE(NT) EN TANT QU'INVENTEUR(S) :</b>		
<b>1</b>	<b>Nom</b>	LENORMAND
	<b>Prénoms</b>	Roland
<b>Adresse</b>	<b>Rue</b>	31, avenue Gabriel Péri
	<b>Code postal et ville</b>	9 2 5 0 0 RUEIL-MALMAISON
<b>Société d'appartenance (facultatif)</b>		
<b>2</b>	<b>Nom</b>	EGERMANN
	<b>Prénoms</b>	Patrick
<b>Adresse</b>	<b>Rue</b>	6 avenue Alsace Lorraine Bâtiment K
	<b>Code postal et ville</b>	9 2 5 0 0 RUEIL-MALMAISON
<b>Société d'appartenance (facultatif)</b>		
<b>3</b>	<b>Nom</b>	TEMPLIER
	<b>Prénoms</b>	Arnaud
<b>Adresse</b>	<b>Rue</b>	8, rue Paul Bert
	<b>Code postal et ville</b>	9 2 7 0 0 COLOMBES
<b>Société d'appartenance (facultatif)</b>		
S'il y a plus de trois inventeurs, utilisez plusieurs formulaires. Indiquez en haut à droite le N° de la page suivi du nombre de pages.		
<b>DATE ET SIGNATURE(S)</b> <b>DU (DES) DEMANDEUR(S)</b> <b>OU DU MANDATAIRE</b> <b>(Nom et qualité du signataire)</b>  Alfred ELMALEH, Directeur - Propriété Industrielle		